

**COOPERAÇÃO ENTRE O CONSUMIDOR FINAL E O AGREGADOR  
NA GESTÃO DO CONSUMO****Osório J.\*, Assis M.\*\*, Estanqueiro A.\***

\* Unidade de Energias Renováveis e Integração de Sistemas de Energia, LNEG, Estrada do Paço do Lumiar, 22,  
Lisboa, Portugal, [jose.osorio@lneg.pt](mailto:jose.osorio@lneg.pt)

\*\* FCUL, Campo Grande, C8.3.34, Lisboa, Portugal

<https://doi.org/10.34637/cies2020.2.1115>

**RESUMO**

Esta interação agregador/consumidor final, baseada em escolhas racionais vantajosas para ambos, leva o consumidor a valorizar (e ver valorizada) a flexibilidade que é capaz de oferecer. O consumidor agenda o consumo como prefere, bem como alternativas que aceita, e se quiser, o ganho diferencial mínimo que exige, na sua fatura de eletricidade, para alguma(s) dessas colocações alternativas. Deve também definir a prioridade que atribui a cada consumo sob a forma do preço máximo que está disposto a por ele pagar. Com estes dados pode-se otimizar a fatura, sendo importante visar-se o ganho líquido, i.e., deduzido dos ganhos diferenciais que o consumidor possa ter exigido. A agenda de consumos é então ajustada à produção renovável local e ao preço horário do mercado. A complexidade da procura exige heurísticas e as simulações em MATLAB encorajam um apuramento das metodologias usadas e até alguma sofisticação adicional em termos das alternativas de escolha disponibilizáveis ao consumidor e ao agregador. Esta ferramenta pode ajudar o agregador a conciliar interesses em pequenos mercados e em comunidades de energia.

**PALAVRAS-CHAVE:** Gestão de Consumos, Agregador de Consumos, Mercados de Flexibilidade, Comunidades de Energia

**ABSTRACT**

This aggregator/end-consumer interface based on rational win-win choices helps the consumer evaluate his available flexibility and get due acknowledgement for it. He schedules his consumption and alternatives he deems acceptable; he may also define electricity bill offsets he requires for some of these alternative schedules. He should also prioritize his power needs by pointing the maximum price he will pay for each consumption segment. These data allow for net electricity bill optimization, i.e. after the abovementioned offsets. Demand is then re-scheduled according to local renewable generation and hourly market price forecasts and the consumer must define his preferred schedule as well as alternatives he may accept. Search space complexity and dimensionality require heuristic drive. MATLAB based simulations encourage methodology refinements and a more sophisticated options panel to be offered to the consumer as well as to the aggregator. Further, this tool may help the aggregator construe compromise between different interests emerging in smaller markets and energy communities.

**KEYWORDS:** Demand Management, Demand Aggregator, Flexibility Markets, Energy Communities

## INTRODUÇÃO

O aumento da penetração de renováveis variáveis, não controláveis e não despacháveis dificulta a adequação da produção de eletricidade ao consumo. Sendo imperativo acelerar esta transição, serão necessárias metodologias que permitam um planeamento eficaz da descarbonização do sistema elétrico, em colaboração com agentes intermediários que promovam ferramentas capazes de aumentar a flexibilidade do consumo contribuindo para o equilíbrio mencionado. Logo, a descarbonização exigirá agregadores capazes de reunir as flexibilidades de pequena escala de instalações de consumo final individuais em volumes capazes de contribuir para uma gestão eficaz do sistema global.

Neste trabalho concebeu-se uma interface de apoio à interação entre o agregador e cada consumidor final, que promove escolhas racionais vantajosas para ambos. Pretende-se que o consumidor final passe a valorizar (e a ver valorizada) a flexibilidade que é capaz de oferecer ao sistema elétrico. Para tal, partirá de uma agenda de consumos para o dia seguinte que é (re)ajustada dinamicamente à produção renovável local e ao preço horário previstos (em função do mercado) (Pepermans 2019). O algoritmo desenvolvido ajuda o consumidor a fixar o agendamento inicial dos consumos da instalação para o dia seguinte, devendo o consumidor definir a prioridade que atribui a cada consumo sob a forma do preço máximo que está disposto a por ele pagar. No agendamento horário o consumidor deve indicar o horário preferencial bem como as alternativas que, pela sua flexibilidade, lhe são aceitáveis, podendo ser indicado o ganho diferencial mínimo que exige, na sua fatura de eletricidade, para alguma(s) dessas colocações alternativas.

Em consequência da planificação descrita no parágrafo anterior, o agendamento inicialmente escolhido pelo consumidor final pode ser melhorado com vista à obtenção de uma fatura elétrica inferior à inicial sendo importante visar-se o ganho líquido, i.e., deduzido dos ganhos diferenciais que o consumidor possa ter solicitado. A otimização resultará da progressiva recolocação das cargas (restantes após as eventuais colocações e recolocações anteriores) mediante o aproveitamento da flexibilidade horária definida pelo consumidor final (assessorado pelo seu agregador independente dos interesses da comercialização). A solução ótima terá de ser pesquisada, num espaço de tal complexidade que se torna útil o uso de heurísticas que guiam a recolocação de cada uma das restantes cargas, numa sequência aleatoriamente escolhida. O programa desenvolvido em MATLAB permitiu obter resultados com simulações, sobre um conjunto de aparelhos elétricos de utilização doméstica muito difundida: mostraram-se muito encorajadores, constituindo motivação para um futuro apuramento das metodologias empregues e até para a introdução de alguma sofisticação adicional em termos das alternativas de escolha disponibilizáveis ao consumidor final (e/ou ao agregador). Por exemplo, como gerir os diferentes níveis de prioridade que o consumidor final atribui a diferentes parcelas do seu consumo através da diferenciação dos preços máximos a que cada consumo se pode fazer?

Importa referir que o agregador tem por missão caracterizar finamente cada instalação, com atenção aos seus pormenores, em busca de particularidades capazes de flexibilizar os serviços de energia aí necessários. É, por excelência, um trabalho construído à medida de cada instalação e a adaptar-se, com frequência, à evolução da mesma. Cria valor laboriosamente por reduzir a fatura do consumidor final, melhorando até o seu conforto, e por ajudar com a flexibilidade disponibilizada o desempenho dos operadores do sistema elétrico e os objetivos da descarbonização. Já o foco da comercialização centrado no volume monetário das vendas de energia permite facilmente extrair valor por aumentar essas vendas, e tanto mais quanto mais elevada a fatura ao consumidor final: é, por isso, conflituante com esta missão do agregador, que deve por isso ser independente dos comercializadores (Entso-e 2015); Crampes e Waddams (2017) sugerem a alternativa de obrigações de deslastre para a comercialização. Um dos quadros referidos em (Mazzucato 2020) para evidenciar a importância de se distinguir criação de valor de extração de valor, é o da integração de energias renováveis no sistema energético<sup>1</sup>. Arias *et al.* (2018) apresentam uma análise das tendências emergentes nesta área, concluindo que a participação do consumidor tenderá a adquirir um papel cada vez mais relevante no futuro dos Sistemas Elétricos e autores como (Nan *et al.* 2018) consideram adequado um quadro mais alargado para proporcionar sinergias entre diversos programas de gestão da procura.

Assis, M. (2019), uma dissertação de Mestrado, foi o ponto de partida deste artigo ao desenvolver e implementar uma metodologia de gestão de consumo, devendo-se, contudo, salientar que o trabalho subsequente tem um leque de opções alternativas na literatura dedicada à gestão de consumo. Para além da área de gestão de consumo, a ferramenta desenvolvida permite apoiar o papel do agregador (de geração distribuída e consumo) na conciliação de interesses em pequenos mercados e comunidades de energia, pois permite uma base objetiva para se dirimirem interesses concorrentes, na partilha de recursos escassos.

Nas próximas secções apresenta-se a metodologia empregue, e depois uma secção sobre a aplicação do algoritmo implementado, a um conjunto de casos ilustrativos do seu funcionamento. Segue-se a secção de comentários finais.

<sup>1</sup> In “Mission Oriented Research & Innovation in EU”, recomendação referente ao favorecimento da criação de valor em detrimento da extração de valor, como modo de se limitar tendências parasíticas (Mazzucato, 2020).

## METODOLOGIA

A função do algoritmo desenvolvido (Assis, M., 2019) é estabelecer e alterar, quando necessário, a agenda de alocação de cargas do consumidor de modo a criar uma planificação que represente benefícios para o consumidor e um serviço para os agentes do mercado de eletricidade e operadores das redes elétricas. No entanto, o objetivo principal do algoritmo é a maximização dos alvos definidos na perspetiva do consumidor e não necessariamente de todos os agentes e operadores envolvidos. A agenda é criada no dia anterior através da consideração dos vários parâmetros descritos nesta secção. A colocação de cargas terá de ser reanalisada no próprio dia de operação se surgirem modificações significativas de algumas das previsões.

Optou-se pela utilização do MATLAB pelo seu fácil manuseamento nas operações matriciais e funções binárias, bem como no escopo, em geral, que estaria em questão, neste trabalho, e ainda pela capacidade de integração com outros softwares.

Começa-se por preencher os dados da instalação, como a sua potência de alimentação máxima, e dos seus equipamentos de consumo de energia, particularmente a descrição da sua flexibilidade quanto à duração dos seus ciclos de operação e respetiva potência e as eventuais interrupções sem dano, que admite.

A agenda do consumo para o dia seguinte deve partir da planificação horária originalmente pretendida pelo consumidor final, para a utilização dos diversos equipamentos. Este deve ainda indicar alternativas de horário de utilização que lhe são aceitáveis. Sempre que queira pode, para algumas delas, fixar um ganho diferencial na forma de um desconto na sua fatura de energia, requerido como compensação pelas respetivas alterações à planificação horária original. Um exemplo disso seria o caso dum trabalho a completar, pelo consumidor final, até um instante T1, mediante a utilização dum equipamento elétrico, mas que poderia ser aceite até um momento posterior T2, mediante um desconto  $\Delta$  no seu preço; se a recolocação da utilização desse equipamento levasse a que o trabalho só se completasse entre T1 e T2,  $\Delta$  constituiria a base para o consumidor exigir um ganho diferencial mínimo  $\geq \Delta$ , para aceitar esta recolocação. Em regra geral,  $\Delta$  é uma avaliação monetária da perda ou desconforto resultante da recolocação.

Note-se que a otimização depende dos objetivos exigidos pelo consumidor. Estes podem ser a minimização do custo da fatura, a maximização da utilização dos seus recursos locais renováveis, ou uma mistura entre os dois. É importante realçar que a minimização do primeiro nem sempre origina maximizações do segundo. O equilíbrio entre os objetivos pretendidos é um processo que pode requerer uma análise cuidadosa. Nesta metodologia, apresenta-se a minimização da fatura elétrica como o objetivo principal, pois admite-se que o preço da energia importada da rede é o melhor indicador da redução de emissões do conjunto do sistema elétrico e energético. Obviamente isso exige, que no preço da energia adquirida à rede, esteja devidamente internalizado o custo real das emissões de Gases de Efeito de Estufa, que é o que forçosamente se tornará cada vez mais a norma.

É essencial trabalhar com previsões tão atualizadas quanto possível do preço de importação da energia da rede e da produção renovável local, na gestão de consumo, de modo a criar uma agenda otimizada baseada em dados com grande aproximação aos eventos reais. Se houver modificações significativas nas previsões de preço e da produção local renovável, é realizada uma atualização da agenda no próprio dia para as horas restantes do horizonte. A atualização é realizada seguindo a mesma metodologia da agenda para o dia seguinte. A instalação é considerada “price-taker”, ou seja, a sua potência instalada é tão diminuta que o seu agendamento de consumos não influencia o preço.

Toma-se como consumo base o agrupamento de todas as cargas prioritárias caracterizadas como não deslocáveis e não flexíveis. No procedimento de otimização, colocado o consumo base, como exigido pelo consumidor, é necessário proceder à melhor (re)colocação das  $k$  cargas (ou ciclos de operação dos diversos equipamentos) restantes da agenda, para um horizonte de duração de  $T$  intervalos elementares, respeitando os seus limites e parâmetros. Isto constitui, desde logo, o início da complexidade a enfrentar, quer pela limitação à potência importada da rede, que a potência instalada constitui, quer sobretudo pelas restrições de sequenciamento entre alguns dos subconjuntos do conjunto dos ciclos de operação da agenda para o horizonte em consideração.

Estando apenas colocado o consumo base, para qualquer desses *ciclos de operação de equipamento de consumo elétrico* (de futuro designados “*copecels*”) restantes há uma colocação ótima no horizonte de agendamento. Se  $c1$  for o primeiro a ser colocado, o segundo *copecel* a ser colocado,  $c2$ , tem a sua colocação ótima obviamente condicionada pela colocação prévia de  $c1$ : outra teria sido, pelo menos conceitualmente, a colocação ótima encontrada para  $c2$  se tivesse sido escolhida num cenário em que a única colocação prévia era a do consumo base; e muito provavelmente outra seria a colocação ótima encontrada para  $c1$  depois de definida a de  $c2$ . Significa isto que à dimensão do espaço de soluções acresce a dimensão do espaço das trajetórias do processo de otimização até qualquer das soluções: no

caso de se ir otimizando sucessivamente a (re) colocação de cada um dos *copecels* este espaço de trajetórias será constituído por  $k!$  trajetórias. Ou seja, para além da busca da melhor solução no espaço de soluções, pretende-se a trajetória mais eficiente.

Mas a dimensão do espaço de trajetórias será de dimensão bem superior se se optar, por exemplo, sempre em busca do caminho mais eficiente para a melhor solução, por iterativamente procurar melhorar a colocação do conjunto de ciclos de operação já (re)colocados procurando recolocar cada um dos previamente já (re)colocados em face das colocações obtidas para o(s) seguinte(s). Por exemplo, no exemplo do parágrafo anterior, tendo  $c1$  sido o primeiro (re)colocado e  $c2$ , o segundo, seguindo o tal processo iterativo (em busca de maior eficiência), haveria agora que averiguar se se conseguia melhorar a colocação de  $c1$ , em face da recém-obtida para  $c2$ . Um processo iterativo entre as duas colocações poderia seguir-se até que a melhoria se pudesse considerar já insignificante. Passava-se então a um novo processo iterativo entre este conjunto de dois ciclos de operação (fora do consumo base) e um  $c3$ , escolhido para terceiro a (re)colocar.

Para uma orientação eficaz nesta complexidade toda recorre-se a uma orientação heurística baseada num peso, calculado para cada intervalo elementar do horizonte do agendamento, que indica a melhor colocação para cada *copecel* a (re)colocar: corresponderia ao valor mais elevado do peso heurístico.

Primeiro desenrola-se uma fase dita de pré-otimização com recurso ao peso heurístico  $\gamma$  dado por

$$\gamma(t) = \delta(t)/\beta(t) \quad (1)$$

onde  $t$  representa um intervalo de tempo elementar, do horizonte de duração  $T$ ,  $\beta$  o preço unitário da eletricidade adquirida da rede e  $\delta$  o eventual remanescente de energia renovável local, após as  $m$  (re)colocações já efetuadas pelo algoritmo:

$$\delta(t) = \begin{cases} |\Phi(t)| & \text{se } \Phi(t) < 0 \\ 1 & \text{se } \Phi(t) \geq 0 \end{cases} \quad (2)$$

e  $\Phi$  é a energia importada da rede:

$$\Phi(t) = -\zeta(t) + \sum_{n=1}^{n=m(t)} C_n \quad (3)$$

sendo  $\zeta$ , a produção renovável prevista e  $C_n$ , o consumo do *copecel*  $n$ , no intervalo elementar  $t$ , em tratamento, incluindo até os do consumo base.

Mas, como  $\gamma$  depende dos *copecels* já previamente (re)colocados, não dá mais que uma orientação aproximada. Ilustra-se, com o exemplo das Fig. 1 e Fig. 2, a modificação significativa que este peso heurístico pode sofrer, quando se anula o remanescente de produção renovável local, mesmo que antes de se anular o remanescente seja já diminuto.

Note-se que o peso, enquanto subsiste o remanescente de renovável local, acompanha a forma e máximos locais desse remanescente de renovável. No entanto, quando essa produção se anula, no gráfico da Fig. 2, à direita, atingem-se valores consideravelmente inferiores em relação aos do lado esquerdo e dá-se uma reversão de máximos para mínimos locais. Estas duas curvas nem sequer poderiam ser reunidas num gráfico comum, pela impossibilidade prática de uma escala vertical comum que permita visualizar os máximos e mínimos relativos das duas em simultâneo.

A colocação de cada *copecel* influencia a colocação temporal do subsequente, reduzindo a produção renovável local remanescente após cada alocação (quando aplicável). Ou seja, a ordem de colocação tem um impacto direto e substancial no cálculo dos pesos, a cada passo da criação da nova agenda. No entanto, encontrar a ordem de alocação que produz os melhores resultados é uma tarefa extremamente complexa, como já dito, que é traduzida em tempos computacionais mais elevados.

Assim, escolhido aleatoriamente o próximo *copecel* a (re)colocar, na pré-otimização, seleciona-se um conjunto alargado de boas colocações, deixando de fora apenas as piores. O objetivo é criar um conjunto de agendas de consumo alternativas que mais tarde (na otimização propriamente dita) se submeterá a um refinamento: o que importa é que neste conjunto de agendas se retenha a(s) que poderá(ão) (após o dito refinamento) conduzir à ótima. E é esse caminho para o ótimo que uma seleção eventualmente muito apertada, com foco apenas no valor mais alto de  $\gamma$ , se arrisca a perder.

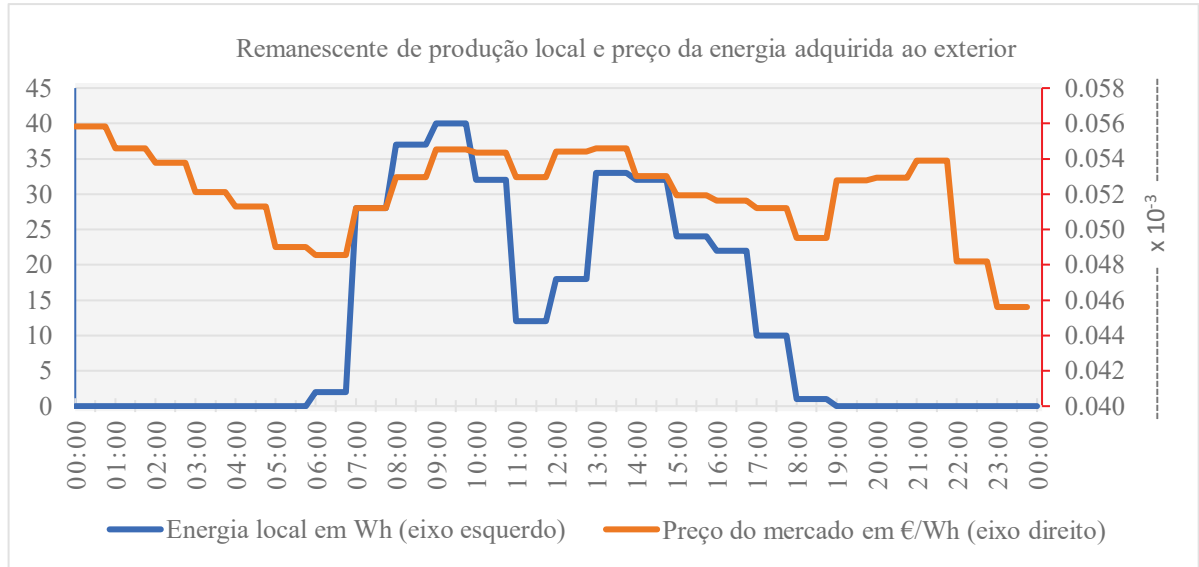


Fig. 1. Preço do mercado diário português de 21 de setembro de 2017 e remanescente de renovável local

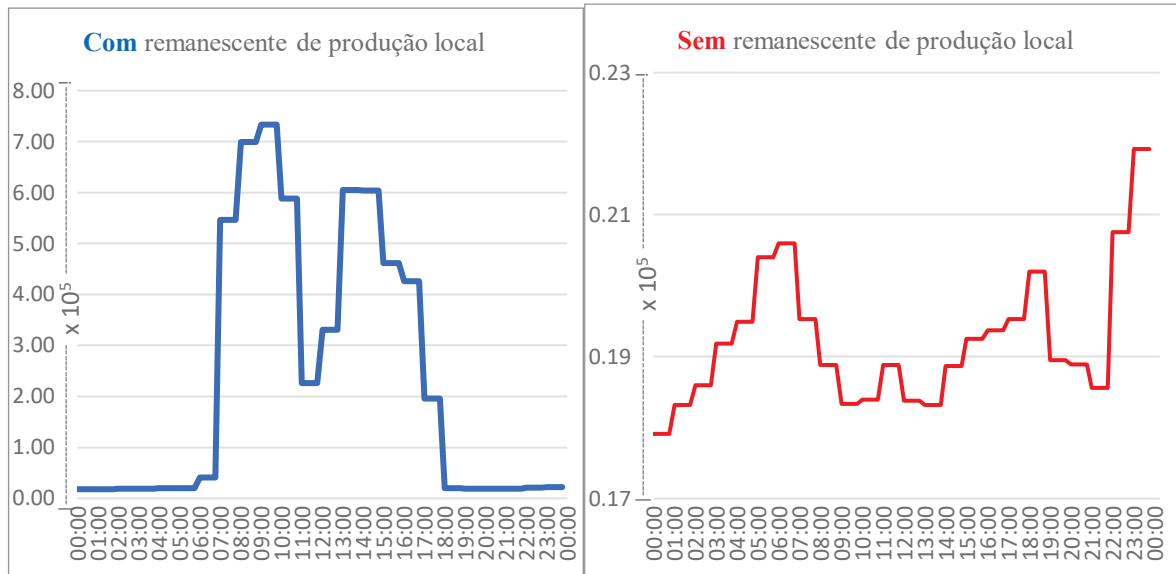


Fig. 2. Peso em  $Wh^2/€$  correspondente a cada intervalo de tempo elementar

Por fim determina-se a fatura energética de cada uma das agendas pré-otimizadas. As de faturas mais baixas passam à fase da otimização (propriamente dita). O custo total de cada agenda é obtido somando os ganhos diferenciais mínimos (GDM) correspondentes às recolocações em cada uma delas com o valor da fatura: só este total é comparável com o custo da agenda original para se conhecer o ganho efetivo.

A fase desta otimização, acabada de referir, destina-se a refinar cada uma das poucas agendas pré-otimizadas selecionadas para ser refinadas. Escolhe-se aleatoriamente um *copecel*, a recolocar desde que se descubra uma colocação alternativa exequível para ele, que tenha maior peso heurístico  $\gamma'$ :

$$\gamma'(t) = 1/(\delta'(t) \times \beta(t)) \quad (4)$$

com

$$\delta'(t) = \begin{cases} C(t) + \Phi(t) & \text{se } C(t) + \Phi(t) \geq 1 \\ 1 & \text{se } 0 \leq |C(t) + \Phi(t)| < 1 \\ 1/|C(t) + \Phi(t)| & \text{se } C(t) + \Phi(t) \leq -1 \end{cases} \quad (5)$$

Este peso heurístico aqui utilizado é mais refinado: é o recíproco do custo da energia importada quando esta é superior a 1 (Wh) e é igual a  $\gamma$  quando o *copecel* que se procura recolocar pode ainda ser alimentado por produção renovável



local. Note-se que o cálculo de  $\Phi$  não inclui o consumo  $C$  deste *copecel* em recolocação, ou seja a comparação dos valores de  $\gamma'$  para a colocação de partida e para a alternativa, em exame, é feita sem que o seu consumo esteja incluído no  $\Phi$  calculado para qualquer das duas.

Quanto à exequibilidade duma recolocação há que aferir do cumprimento da restrição do custo do consumo de um *copecel* que a respetiva prioridade representa. Para uma carga prioritária não existe um limite de preço preestabelecido pelo consumidor, acima do qual o *copecel* não pode ser executado. Ou seja, no caso dos consumos não prioritários, existe um limiar de preço da energia (preço limite de operação) que o consumidor aceita pagar pela sua colocação. É essencial no agendamento a prioridade dos consumos para o dia seguinte, bem como nos ajustes no próprio dia, quando necessário decidir a sua colocação num certo intervalo de tempo. Para verificar se o custo de operação  $O_c$  de cada carga  $c$  não ultrapassa o estipulado, é preciso calcular este custo de operação: seguindo o princípio em uso nos mercados de energia, para o encontro entre a oferta e a procura, atribui-se às cargas com prioridades superiores, a produção local disponível, por ordem decrescente de prioridade, em cada intervalo elementar. Se  $m_x$  for o número de cargas com prioridade superior à da carga  $c$  e  $m_p$  o número de cargas com prioridade igual à da carga  $c$ , pode-se ter:

$$C_x(t) = \sum_{n=1}^{m_x(t)} C_n(t) \quad (6)$$

$$C_p(t) = \sum_{n=1}^{m_p(t)} C_n(t) \quad (7)$$

$$\Phi_c(t) = -\zeta(t) + C_x(t) \quad (8)$$

e por fim, admitindo um custo marginal nulo, para a produção renovável local:

$$O_c(t) = \begin{cases} 0 & \text{se } \Phi_c(t) < 0 \text{ e } C_p(t) \leq |\Phi_c(t)| \\ \beta(t) (C_p(t) + \Phi_c(t)) / C_p(t) & \text{se } \Phi_c(t) < 0 \text{ e } C_p(t) > |\Phi_c(t)| \\ \beta(t) & \text{se } \Phi_c(t) \geq 0 \end{cases} \quad (9)$$

Seguem-se ilustrações que clarificam, especialmente na situação dum *copecel* que se prolonga por mais de um intervalo elementar. Na Fig. 3, as cargas 1, 2 e 3 estão indicadas pelo seu nível de prioridade, enquanto as cargas A e B são prioritárias e a carga C tem a mesma prioridade que a 2. Logo, o custo de operação da carga 1 será nulo visto que a produção local cobre o consumo desta carga. Já o custo unitário de operação da carga 3 será igual ao preço de importação nesse intervalo de tempo. No caso da carga 2, vê-se que em 50% do seu tempo de operação terá custo nulo, enquanto que os outros 50% têm um custo unitário dado pela equação

$$O_2' = \beta(t)(C_c + C_2/2 - \zeta(t)) / (C_c + C_2/2) \quad (10)$$

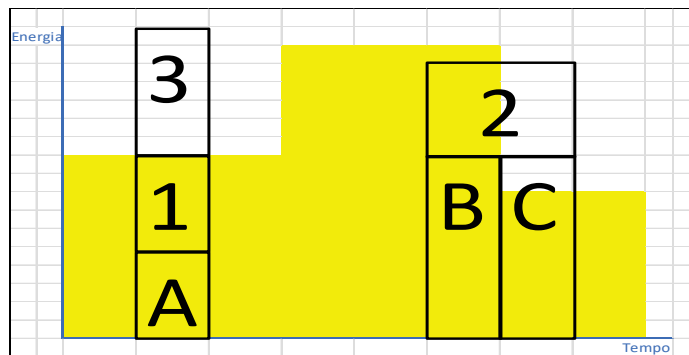


Fig. 3 Três níveis de produção renovável local a amarelo

## SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Aplicou-se a metodologia descrita a uma instalação apenas com equipamentos de grande flexibilidade na gestão do seu consumo. Deixou-se de fora o que poderia constituir o consumo base. O objetivo agora é examinar o comportamento do algoritmo implementado, em função de vários perfis de produção, de preços, da rigidez da gestão de consumo (os GDM e as prioridades) e, por fim, analisar as poupanças líquidas resultantes. Na Tabela 1 apresenta-se os dados relativos aos equipamentos considerados de potência ativa apenas e de valor constante em cada intervalo elementar cuja duração se fixa em 15 min. Podem consultar-se mais detalhes em Assis, M. (2019).

Tabela 1. Equipamentos do conjunto submetido a este algoritmo

Equipamento	Potência (W)	Copecel não interrompíveis	Preferido (original)	Horário		
				Alternativas aceites (AA)		
				1	2	3
1 Máq secar roupa	2000	3 x 1/2H	9-10h30	Qualquer	0-12h	12-24h
2 Máq lavar roupa	1000	2 x 1/2H	8-9h	Qualquer	0-12h	12-24h
3 Forno elétrico	2500	-----	20-21h	21-22h	21-22h	21-22h
4 Máq lavar loiça	500	2 x 1/2H	17h30-18h30	Qualquer	0-12h	12-24h
5 Ferro (p/ roupa)	2300	-----	18-19h	Qualquer	0-12h	12-24h

Para cada situação simulada criaram-se 200 agendas pré-otimizadas, passando à otimização propriamente dita as três melhores, de que resultam por fim 90 simulações cujas poupanças são estatisticamente resumidas nas tabelas, mais abaixo. Este elevado número de resultados oferece a vantagem de se poder apresentar um tratamento estatístico (pois os cuidados descritos nas fases designadas de otimização e pré-otimização permitem considerar que se chega a amostra representativa) que supera graus de incerteza gerados pela elevada aleatoriedade inerente ao problema tratado. Os perfis de produção foram obtidos da plataforma EnergyPlus com base nos dados fornecidos por (INETI, 2005) para a cidade de Lisboa (“Weather Data Sources” em <https://energyplus.net/weather/sources#INETI>). Utilizou-se um sistema fotovoltaico de 1200W de potência de pico com um ângulo de inclinação de 40°. Os perfis de preço foram fornecidos pelo Operador do Mercado Ibérico de Energia, (OMIE, 2019-2020), e representam valores do mercado diário de eletricidade grossista português em determinados dias de 2017. Não incluem o preço dos serviços de operação, transporte, distribuição e comercialização. Para comparar o impacto do perfil de produção renovável local usou-se dados de produção fotovoltaica correspondentes aos dias 20/3, 21/6, 23/9 e 21/12 de 2017, considerados representar a sua sazonalidade bem como com diferenças relevantes entre eles e ao comparar o dos preços os de 21/3, 1/8, 21/9 e 21/12, pelas mesmas razões. Para esbater o efeito do preço na primeira comparação fixa-se o de 21/9 que é o que exhibe a mais estreita gama de variação e na segunda para esbater o efeito da produção local, pela mesma razão fixa-se o perfil de produção de 20/3. Ver Tabela 2.

Tabela 2. Comparação do efeito da produção local à esquerda e do efeito do preço à direita

Tabela 2: Comparação do custo da produção local à esquerda e do custo do preço à direita															
Alternativa aceite 1 (AA1)														AA2	AA3
Poupança (%)	Mediana	Méd	Máx	Mín	Desv	padr	Poupança (%)	Mediana	Méd	Máx	Mín	Desv	padr	Mediana	
20/mar	3,3	3,3	3,3	3,0	0,08		21/mar	15,6	15,6	15,7	15,5	0,04		15,6	7,8
21/jun	26,0	25,9	26,4	24,9	0,36		01/ago	9,4	9,3	9,5	8,8	0,15		9,4	1,5
23/set	29,1	29,0	29,3	27,8	0,34		21/set	3,3	3,2	3,3	3,0	0,09		2,3	2,6
21/dez	25,2	25,1	25,8	23,1	0,55		21/dez	21,7	21,7	22,3	20,9	0,31		21,7	4,1

Note-se que em qualquer das duas comparações acima a poupança claramente menos significativa surge da curva (da variável em exame) com a menor amplitude de variação: o procedimento seguido acusa aqui a falta de intervalos que possam orientar recolocações muito vantajosas. Por outro lado, vê-se aqui como dois conjuntos diferentes de 90 resultados (20/3 à esquerda e 21/set à direita, com AA1), que diferem nas sequências aleatórias feitas, têm leituras estatísticas concordantes, revelando o benefício que atrás se disse esperar desta opção. Ainda no lado direito da Tabela 2, nas duas colunas mais à direita, a rigidez de gestão ao restringir as recolocações possíveis, dos 4 equipamentos com maior flexibilidade horária, à primeira metade do dia (AA2) mostra-se bem menos gravosa do que se elas se limitarem à segunda metade (AA3), conservando-se os respetivos desvios padrão dentro da mesma gama já observada. Isto é concordante com as recolocações que se vê o modelo privilegiar no caso dos referidos 4 equipamentos e em face dos cenários de produção local e preços de mercado selecionados: geralmente para a primeira metade do dia. Por fim, vê-se o impacto dos GDM exigidos, aplicando o mesmo GDM (1, 2 ou 3 c€/kWh) a qualquer copecel recolocado, em três cenários: A com perfis de preço e produção do dia 21 de dezembro, B com preço e produção dos dias 21 e 20 de março, respetivamente, e o C com preços e produção dos dias 21 de setembro e 20 de março, respetivamente, esperando-se poupanças decrescentes de A para B e de B para C. (Resultados na Tabela 3)

Naturalmente os GDM reduzem o ganho líquido tanto mais quanto maior o valor exigido. Ganhos líquidos negativos, obviamente inviabilizam as respetivas agendas por ser insuficiente o ganho líquido atingido.

Tabela 3. Comparação do efeito dos GDM no ganho líquido

Ganho Líquido (%)	Cenário A				Cenário B				Cenário C			
Gdm	Mediana	Méd	Máx	Mín	Mediana	Méd	Máx	Mín	Mediana	Méd	Máx	Mín
0 c€/kWh	29,1	29,0	29,3	27,8	15,6	15,6	15,7	15,5	3,3	3,2	3,3	3,0
1 c€/kWh	24,7	24,6	24,9	23,4	11,4	11,4	11,8	9,7	0,2	0,0	0,2	-0,7
2 c€/kWh	20,4	20,2	20,8	19,0	7,2	7,3	8,0	3,8	-2,9	-3,2	-2,9	-4,3
3 c€/kWh	16,0	15,9	17,1	14,6	3,0	3,1	4,1	-2,1	-6,0	-6,4	-6,0	-7,9

## COMENTÁRIOS FINAIS

Com este trabalho, o consumidor final ganha uma base de partida para fundamentar a avaliação da flexibilidade que pode disponibilizar, vista do seu próprio sistema de preferências: os custos que para ele próprio podem resultar. Constitui por isso um importante contributo para a sua capacitação para a participação nos mercados energéticos. Por outro lado, este sistema de racionalização de prioridades e flexibilidades possíveis pode evoluir para um sistema comumente aceite entre diversos clientes do mesmo agregador e, nessa medida, ajudar a gerir os consumos a nível duma comunidade de energia. Apesar de não ilustrado nas simulações aqui retratadas, os ganhos diferenciais mínimos (GDMs) são passíveis de serem utilizados de forma mais sofisticada: valores de GDM diferentes para equipamentos diversos e para diferentes horários alternativos, visto nada obrigar a definir alternativas de horários comuns à generalidade da população de equipamentos considerados. Por outro lado, havendo GDMs diferentes para as alternativas de horário de utilização de dado equipamento, isso define níveis de preferência diversificados entre essas alternativas, permitindo gradualmente aumentar a sofisticação da gestão dessas preferências. Um outro aspeto a investigar consiste nas configurações do problema para as quais se poderá revelar interessante integrar na função objetivo da pré-otimização os ganhos diferenciais, sem com isso se prejudicar o compromisso visado entre o tempo de cálculo e o grau de otimização conseguido. Note-se que o exame estatístico dos resultados de um elevado número de agendas otimizadas de consumo para o dia seguinte permite concluir, de forma mais robusta, quanto ao funcionamento adequado do algoritmo desenvolvido, permitindo um elevado grau de confiança, que assim motiva a continuação do desenvolvimento destes procedimentos.

Alguns pontos que futuramente importa abordar com maior detalhe por forma a identificar a resposta mais adequada, consistem em:

- se um *copecel* não prioritário exibir flexibilidade na colocação temporal mediante a exigência de um GDM, este deve ser incluído na avaliação da satisfação da restrição do seu preço limite, se essa opção de flexibilidade for exercida;
- na secção da “Metodologia” foi mencionada a necessidade de se incluir, na descrição da flexibilidade, a interruptibilidade da operação dum equipamento, sem dano; contudo, este poderá ser equacionado pelo algoritmo desde que esteja quantificado, sob a forma, por exemplo, de um desgaste adicional: poderá ser incluído no GDM a exigir, se a interrupção resultar de uma decisão solicitada por este algoritmo.

## AGRADECIMENTOS

Cabe aqui um reconhecido agradecimento ao LNEG pelo apoio da sua estrutura técnico-científica e pelo acolhimento logístico e institucional que tornaram possível este trabalho e a preparação deste artigo. Agradece-se também à FCUL e ao Coordenador do MIEEA, onde se integrou a referenciada dissertação de Mestrado.

## REFERÊNCIAS

1. International Energy Agency. (2020). <https://www.iea.org/topics/energyefficiency/buildings/>
2. Ministerio de Energía Turismo y Agenda Digital. (2017). Plan Nacional De Acción De Eficiencia Energética 2017-2020, 224. [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/es\\_necap\\_2017\\_es.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/es_necap_2017_es.pdf)
3. European Commission. (s. f.). HORIZON 2020 – WORK PROGRAMME 2018-2020. [http://ec.europa.eu/research/participants/data/ref/h2020/wp/2018-2020/main/h2020-wp1820-intro\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/research/participants/data/ref/h2020/wp/2018-2020/main/h2020-wp1820-intro_en.pdf)
4. Parlamento Europeo y del Consejo. (2012). Directiva 2012/27/UE del parlamento Europeo y del Consejo relativa a la eficiencia energética. Diario Oficial de la Unión Europea. <https://www.boe.es/doue/2012/315/L00001-00056.pdf>
5. Instituto Nacional de Estadística (INE). (2012). Censos de Población y Viviendas 2011. [https://doi.org/http://www.ine.es/censos2011\\_datos/cen11\\_datos\\_resultados.htm](https://doi.org/http://www.ine.es/censos2011_datos/cen11_datos_resultados.htm)
6. Gobierno de España. Real Decreto 2429/1979, del 9 de julio, por el que le aprueba la norma básica de edificación NBE-CT-79, sobre condiciones térmicas en los edificios, Boletín Oficial del Estado (1979). <https://www.boe.es/boe/dias/1979/10/22/pdfs/A24524-24550.pdf>



7. Varela S., Viñas C., Rodríguez A., Aguilera P. (2018). Análisis del comportamiento térmico del Sistema SATE: Edificio rehabilitado en Madrid. *Anales de Edificación* 4(4), 35-41.
8. López Rodríguez F., Cuadros F., et al. (2011). PETER Building: An example of bioclimatic building and integration of renewable energies into the edification. *Dyna Ingenieria Industrial* 86, 212-221.
9. Munarim U., & Ghisi E. (2016). Environmental feasibility of heritage buildings rehabilitation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 58, 235-249.
10. Rodríguez A., Martínez M. D., González A., Ferreira P., & Marrero M. (2017). Building rehabilitation versus demolition and new construction: *Economic and environmental assessment. Environmental Impact Assessment Review* 66, 115-126.
11. Li W., Zhou Y., Cetin K., Eom J., Wang Y., Chen G., et al., (2017). Modeling urban building energy use: a review of modeling approaches and procedures. *Energy* 141, 2445-57.
12. Soutullo S., Giancola E., Franco J.M., Boton M., Ferrer J.A., Heras M.R., (2017). New simulation platform for the rehabilitation of residential building in Madrid. *Energy Procedia* 122, 817-22.
13. RehabilitaGeoSol. (2020). <http://projects.ciemat.es/es/web/rehabilitageosol/>
14. Ministerio de Fomento. Documento básico HE: Ahorro de Energía (CTE), Gobierno de España. (2020). <https://www.codigotecnico.org/> [15 March 2020].
15. Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico. Documentos reconocidos de Energía y Desarrollo Sostenible, Gobierno de España. (2020). <https://energia.gob.es/desarrollo/EficienciaEnergetica/CertificacionEnergetica/Paginas/certificacion.aspx>